MM

Transport Canada / Transports Canada
Development / Développement

TP 3665E

Power Distribution Alternatives in Canadian Railway Electrification

Summary Report

Prepared for the
Transportation
Development Centre
Transport Canada

January 1982

CA1
DTC 801
82
P52S
c.2

CIGGT Project No. PRO-068

CIGGT Report No. 81-10
TP 3665E

Transport Canada | Transports Canada
Library and Information Centre |
Centre de Documentation G S L A
Ottawa, Canada K1A 0N5

EXECUTIVE SUMMARY

POWER DISTRIBUTION ALTERNATIVES IN CANADIAN RAILWAY ELECTRIFICATION

G.W. English
E.R. Corneil
G.T. Fisher

Canadian Institute of Guided Ground Transport
Queen's University at Kingston, Ontario
K7L 3N6

January 1982

ACKNOWLEDGEMENTS

During the course of this study, the authors visited representatives of the Swedish State Railways in Stockholm and of ASEA in Vasteras. We would like to express our gratitude to both of these organizations for their cooperation and hospitality. Their experience gave a direction to our study at an early phase and their open discussions were indeed appreciated. We would also like to thank Mr. J.S. Busby, Assistant to the Chief Engineer, CN Rail, for his department's cooperation in providing data on overhead clearance restrictions on the CN main line system. We would like to thank Dr. A.R. Eastham and Queen's Electrical Engineering Department for their cooperation in performing some laboratory validations of the effects of winding connections and Mr. H. Boumeester for his assistance in programming and running some of the computer programs which were used in the study. Finally, we would like to thank the Transportation Development Centre for the opportunity to undertake this work by providing the necessary funds.

This report resulted from research conducted through the Canadian Institute of Guided Ground Transport. The report represents the views of the authors and does not necessarily have the endorsement of the University or the other participating organizations.

Copyright © 1982 by the Canadian Institute of Guided Ground Transport

REPORT DOCUMENTATION FORM

1. Transport Canada Report No.	2. TDC Project No.	3. Recipient's Catalogue No.
TP 3665E	4326	

4. Title and Subtitle	5. Report Date
POWER DISTRIBUTION ALTERNATIVES IN CANADIAN RAILWAY ELECTRIFICATION: Executive Summary	January 1982
	6. Performing Organization Report No: 81-10
7. Author(s): G.W. English, E.R. Corneil, G.T. Fisher	8. Transport Canada File No: D1465-337
9. Performing Organization Name and Address: Canadian Institute of Guided Ground Transport, Queen's University, Kingston, Ontario K7L 3N6	10. DSS File No: T8200-0-0544
	11. DSS or Transport Canada Contract No: OSD81-00016
12. Sponsoring Agency Name and Address: Transportation Development Centre, 1000 Sherbrooke St.W., Box 549, Montreal, Quebec H3A 2R3	13. Type of Report and Period Covered: Executive Summary
	14. Sponsoring Agency Code
15. Supplementary Notes	16. TDC Project Officer: C.A. Versailles

17. Abstract

The study undertakes an evaluation of the alternative voltages and frequencies which may be used to distribute electrical power, if the Canadian railways electrify. The Canadian railway system is divided into three candidate regions (mountain, prairie and corridor), average values for the relevant parameters within each region are estimated, and a separate evaluation of the distribution alternatives for each is undertaken. Particular attention is paid to the means of attaining a satisfactory load imbalance at the electrical utility connection. The costs relevant to the distribution decision are aggregated on the basis of net present value per route-kilometre, and a sensitivity analysis of key parameters is performed. Recommendations are made on the basis of this financial analysis.

18. Key Words	19. Distribution Statement
electrification; financial evaluation; power supply system; 50 kV; 25 kV	Full report available from CIGGT on request

20. Security Classification (of this report)	21. Security Classification (of this page)	22. No of Pages	23. Price
nil	nil	20	

TDC CDT 79 005

FORMULE DE DOCUMENTATION POUR RAPPORT

1. N° du rapport Transports Canada	2. N° de l'étude — CDT	3. N° de catalogue du destinataire
TP 3665E	4326	

4. Titre et sous-titre	5. Date du rapport
POWER DISTRIBUTION ALTERNATIVES IN CANADIAN RAILWAY ELECTRIFICATION: Executive Summary	janvier 1982
	6. N° du rapport de l'organisme exécutant: 81-10
7. Auteur(s): G.W. English, E.R. Corneil, G.T. Fisher	8. N° de dossier Transports Canada: D1465-337
9. Nom et adresse de l'organisme exécutant: Canadian Institute of Guided Ground Transport, Queen's University at Kingston, Ontario, K7L 3N6	10. N de dossier — ASC: T8200-0-0544
	11. N° de contrat — ASC ou Transports Canada: OSD81-00016
12. Nom et adresse de l'organisme parrain: Centre de développement des transports, 1000 ouest, rue Sherbrooke, C.P. 549, Montréal, Québec H3A 2R3	13. Genre de rapport et période visée: rapport sommaire
	14. Code de l'organisme parrain:
15. Remarques additionnelles	16. Agent de projet — CDT: C.A. Versailles

17. Résumé

Cette étude a pour but d'évaluer les diverses fréquences et tensions de distribution d'alimentation pouvant être utilisées lors d'une éventuelle électrification des chemins de fer canadiens. Le réseau ferroviaire étant subdivisé en trois régions distinctes: montagne, prairie et corridor, on a estimé, pour chacune de ces régions, la valeur moyenne des paramètres essentiels, tout en évaluant les diverses possibilités de distribution dans chaque cas. Une attention toute particulière a été apportée aux moyens de réduire au minimum les déséquilibres de charge aux points de branchement. Les coûts associés à ces divers réseaux de distribution ont été totalisés et sont exprimés en valeur actuelle nette par kilomètre. Enfin, une analyse de sensibilité des divers paramètres a servi de base aux recommandations du rapport.

18. Mots-clés	19 Diffusion
électrification, évaluation financière, système d'alimentation, 50 kV, 25 kV	Rapport complet disponible auprès de CIGGT

20. Classification de sécurité (de ce rapport)	21. Classification de sécurité (de cette page)	22 Nombre de pages	23 Prix
s/o	s/o	20	

CDT/TDC 79-005

TABLE OF CONTENTS

1. INTRODUCTION 1

2. THE STUDY APPROACH 1

3. THE RELEVANT PARAMETERS 2
   - 3.1 Catenary 4
   - 3.2 Substation and Utility Feed 5
   - 3.3 Utility Charges 7
   - 3.4 Substation Maintenance Charges 9
   - 3.5 Clearance Costs 9
   - 3.6 Electromagnetic Compatibility 10

4. FINANCIAL EVALUATION 13
   - 4.1 Sensitivity Analysis 16

5. CONCLUSIONS AND RECOMMENDATIONS 19

LIST OF TABLES

1. Train Characteristics 2
2. Region Characteristics 3
3. Substation Spacings 6
4. Financial Parameters 14
5. Cost Comparisons 15
6. Sensitivity to Demand Charge 17
7. Sensitivity to Return on Equity 18

LIST OF FIGURES

1. Substation Connection Alternatives 8
2. Estimated Shape of the Civil Construction Cost Function 10
3. Tunnel and Bridge Clearance Obstruction 11

1. INTRODUCTION

Many railway electrification studies have been done to date assuming a working voltage and frequency from conventional practice elsewhere or from reports from other studies. The most common assumptions in North America are to energize the catenary at a nominal voltage of 25 kV, commercial frequency, or, in some cases, 50 kV, also at the commercial frequency of 60 Hz.

In the renewed interest by Canadian railways in the 1970's, much attention was paid to developing cost data based on the 50 kV alternative. At that time, only a crude relationship affecting the choice of voltage was considered, namely, that at 50 kV there should be a longer spacing between substations and therefore the cost of power supply should be reduced. No thorough engineering analysis of the parameters affecting physical design and cost as a result of the choice of voltage and frequency had been made. Although the general relationships were well known between voltage, current/energy demand, conductor size, and insulator length or electrical clearance, the choice of voltage was still a cut-and-try affair whereby a design was tried at both popular voltages to see which resulted in lower cost.

This study sets out to provide a rational analysis for the selection of voltage and frequency. Some consideration is given to options other than the two popular 25 and 50 kV options, specifically a direct-current option and a lower-frequency alternating-current option -- 12.5 kV direct current and 25 kV at a lower frequency of 25 Hz. This analysis considers these two additional options in lesser detail but, in view of the preliminary results, it concentrates on an in depth analysis of the trade-offs relating to the choice between 25 kV, 60 Hz, and 50 kV, 60 Hz.

2. THE STUDY APPROACH

The Canadian mainline railway system was divided into three candidate regions for electrification (mountain, prairie and corridor), average values for the relevant parameters within each region were estimated, and a separate evaluation of the distribution alternatives for each was undertaken. The Maritimes and branch lines were not considered. Four

distribution alternatives were considered -- 50 kV at 60 Hz, 25 kV at 60 Hz, 25 kV at 25 Hz and 12.5 kV, dc.

Six train types with the characteristics shown in Table 1 were used in the analysis. As both railways are undertaking track upgrading in the west with double-tracking and gradient reduction programs, the analysis was performed on the basis of each region having full double track and a one per cent ruling gradient.

TABLE 1

TRAIN CHARACTERISTICS

Type	Average Gross Tons per Car	Average Cars per Train	Average Horsepower per GTT	Average MW per Train
Bulk loaded	125	100	1.0	9.5
Bulk empty	31	100	1.4	3.5
Mixed freight	70	100	1.4	7.6
Express	50	70	2.2	6.2
Normal passenger	n/a	n/a	n/a	4.0
High-speed passenger	n/a	n/a	n/a	5.6

The traffic levels, the splits by train type and the average speeds are shown in Table 2. Also shown in the table are the estimated utility imbalance limits (i.e. the maximum load which can be taken with a single-phase tap) and the electromagnetic compatability (EMC) measures taken. The EMC measures taken affect the unit cost of the catenary and its impedance, which in turn affects the substation spacing.

3. THE RELEVANT PARAMETERS

The costs relevant to the distribution decision are those associated with the following items:

- substation and utility feed
- catenary

TABLE 2

REGION CHARACTERISTICS

Region	Freight Traffic Level (MGT/annum)		Freight Traffic Split (bulk/mixed) (/express)	Passenger Traffic (trains/day)				Weighted Average Speed (km/h)	Utility Unbalance Limit (MVA)	EMC Measures
				Year 1		Year 30				
	Year 1	Year 30		(1)	(2)	(1)	(2)			
Mountain	60	100	.7/.2/.1	2	0	2	0	48	10-20	return wire
Prairie	45	74	.6/.3/.1	2	0	2	0	75	10-20	return wire
Corridor	30	50	.1/.5/.4	9	7	26	12	100	30-60	booster transformer

(1) normal passenger train
(2) high-speed passenger train

- civil reconstruction for electrical clearance
- modifications to achieve electromagnetic compatibility
- electric utility charges
- fixed facilities maintenance.

In general, a lower voltage has a reduced clearance requirement and therefore lower civil reconstruction costs. However, electric locomotives can only operate over a limited voltage range -- the AREA recommendation is 0.8 to 1.05 of the nominal voltage rating. For a specific power demand, the lower distribution voltage has a higher current which in turn means a higher voltage drop across the catenary impedance. As a result, the feeding distance of the lower voltage is reduced and more substation connections are required. A lower frequency permits increased substation spacing because much of the catenary voltage drop is due to the catenary reactance which is directly proportional to frequency. Also, undesired induction into wayside conductors is reduced in proportion to the frequency

reduction. Offsetting these advantages of lower frequency is the requirement for additional conversion equipment at each substation.

3.1 Catenary

The local current capacity to a single train is limited by the contact and messenger wire assembly. However, with two catenaries on double track or with parallel feed wires, the current will split in each direction, thereby reducing the local required capacity of the messenger-contact wire pair. For multiple trains operating on a single catenary section, it is necessary to increase the current capacity of the wire system. This may be done by using heavier contact and messenger wires, or by installing parallel feed wires on the catenary support poles to augment the lighter catenary. A reduction in the supply frequency will reduce the inductive impedance of the catenary system, and also increase the current-carrying capacity of individual wires.

For Canadian operations, multiple power units are required for both freight and express trains. An electric locomotive collects its power from the overhead contact wire by means of one or more power contact strips mounted on a pantograph. To maintain the continuous contact, the pantograph must maintain an uplift force on the contact wire, and it must be able to dynamically follow the contact wire. A pantograph following closely behind the lead pantograph would be subject to a bouncing contact wire, and severe arcing would occur as the vibration makes and breaks the contact. The contact wire vibration will damp out in time, and hence, it is possible to calculate the necessary separation between two pantographs for a given train speed, or alternatively, the maximum train speed for a given pantograph separation. One possible method of avoiding the dynamic problems of a tracking pantograph would be to use only a single pantograph for each train. However, the current flow through a single pantograph contact strip is limited. The use of multiple control strips in a single pantograph to meet the current requirements will degrade the catenary-pantograph dynamic compliance. The alternative is to design the catenary to provide a high critical speed, and to operate multiple power units with the necessary pantograph separation distance.

The combination of factors discussed above presents serious limitations for the use of low voltages under present Canadian operating conditions. With trains of up to 9.5 MW, a 12.5 kV supply voltage forces modifications to the pantograph and the catenary system which compromise the pantograph-catenary dynamic compliance. The 25 kV and 50 kV catenary voltages permit relatively light pantograph and catenary systems, with attendant improvements in dynamic response. Simply spacing multiple pantographs sufficiently far apart will relieve constraints on maximum train speeds.

The bending moment imposed by the wind, and by the wire tension on curve and tension masts, is a direct function of the wire height above rail. Thus, mast weight, and hence cost, may be affected by the choice of wire height.

A lower voltage will permit lower-cost insulators and a lower wire height, which will permit a lower-cost mast, but the relative effect on total catenary costs is not dramatic. For this study, 25 kV was given a seven per cent saving and 12.5 kV a ten per cent saving over 50 kV for the same current capacity. Some of the options required additional conductors which increased their cost.

The estimated total cost of the 50 kV catenary was $80,600 per track-km. In the corridor region, booster transformers were assumed to be used as an EMC measure. Booster transformers in the corridor force all of the return current to flow in the return conductor, rather than the lower impedance rail and earth return, and also offers a series impedance. The result is a much higher impedance in this area.

3.2 Substation and Utility Feed

The maximum spacing of substations is restricted by voltage regulation at the locomotive.

The evaluation of alternative distribution systems restricted substation spacing on the basis of the following criteria:

- on the basis of the expected traffic density in year 30 and under normal operations, the voltage regulation at the locomotive will be such that the

continuous rating will only be constrained by inadequate regulation on the average of once every two months

- with the same traffic loading, but in an emergency situation where one substation is shut down, all trains must be able to traverse the 'downed' section at a speed $\geq$ 25 km/h, without tripping out on undervoltage for conditions expected to occur four days out of five.

It should be noted that if these constraints are not met, the consequences are not drastic. In the first situation some loss in performance would be briefly experienced and in the second situation a train might have to wait for other trains to clear the 'downed' section before it proceeds.

The substation spacing for each region/alternative combination is shown in Table 3. For all regions, the 50 kV alternative permits the longest spacing and the 25 kV, 60 Hz alternative is in the order of one-third the 50 kV spacing. The lower frequency in combination with a double-end feed arrangement permits about a two-and-one-half-fold increase for the 25 Hz case over the 60 Hz option at the same voltage. The dc option with a double-end feed also has a longer spacing than the 25 kV, 60 Hz option, even though the dc feed is at one-half the voltage.

TABLE 3

SUBSTATION SPACINGS
(km)

Case	Mountain Region	Prairie Region	Corridor Region
50 kV, 60 Hz	78	87	74
25 kV, 60 Hz	26	32	26
25 kV, 25 Hz	68	81	65
12.5 kV, dc	36	48	45

The type of connection made and the equipment used at the substation are influenced by the requirements of the electrical utility. A

double-end feed connection permits longer substation spacing but was limited in application to those alternatives which isolated the railway catenary from the utility distribution system.

The types of connections which were used in the alternatives which involved a direct tap to the utility are illustrated in Figure 1. The specific connection used is determined by the permissible load imbalance. A centre feed with a single transformer, which is the simplest and least expensive alternative, was used if the load imbalance was acceptable. The load imbalance associated with this connection is the total of the train loads on each side of the connection point. If this load exceeds the utility's limit, the next choice is an end-feed connection with two transformers connected to different phases. With this feed arrangement, imbalance is dependent on the relative magnitude of the two loads connected. If the imbalance with this connection is still unacceptably high, the next choice is a Scott-connected transformer. In general, the voltage imbalance on the three-phase side is proportional to the load imbalance on the two-phase side. If the Scott connection presents an unacceptable load, several types of reactive load balancing systems can be designed and used to compensate for any size of load. Primary load balancing is compared with a combined scalene-Scott connection with secondary reactive load balancing.

The length and cost of utility feed lines to the railway substations will have a much higher variance on a site-specific basis than those of the substations. The values used in this study should be adjusted for application to any site-specific applications.

3.3 Utility Charges

The relevant energy charges are only those which are associated with the losses in the candidate systems. The train energy at the pantograph is essentially the same for all alternatives. The principal losses are the I^2R losses in the catenary and the power loss in the diodes and SCR's of the converters.

The catenary losses are estimated to be two per cent for the 50 kV case in the mountain regions and three per cent in the corridor where booster transformers are used. The losses of the other cases will be

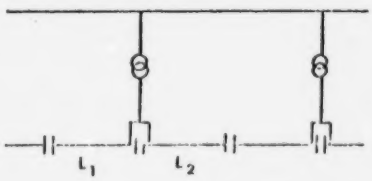
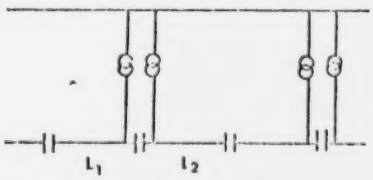
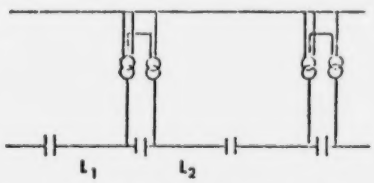
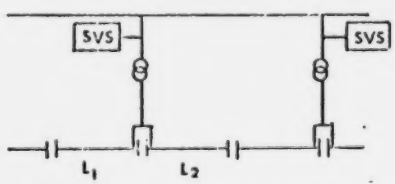
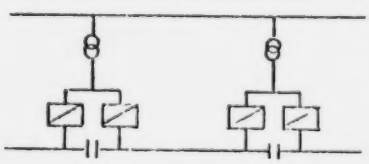
Type	Load Unbalance	Relative Cost
 Centre Feed	$L_1 + L_2$	1.00
 End Feed	$[(L_1 - .5\ L_2)^2 + (.866\ L_2)^2]^5$	1.33
 Scott Connected	abs. $\lvert L_1 - L_2 \rvert$	1.40
 Centre Feed with SVS	0	1.5-2.4
 Double-end Feed with Frequency Converters	0	4.0-6.0 ac/ac 3.0-4.0 ac/dc

Figure 1 Substation Connection Alternatives

increased by the inverse of the voltage ratio squared but some of the alternatives have extra conductors which lower the R value.

The estimates of the demand charge imposed by the utility are based on 15-minute integrating meters located at each substation with a monthly charge of $5/kW for the maximum 15-minute average reading over the month. To estimate the average magnitude of the maximum 15-minute power demand, the expected load on a daily basis was determined.

3.4 Substation Maintenance Charges

The annual maintenance costs associated with only the substations are considered. The differences in catenary costs are considered to be insignificant for the alternative systems. The maintenance costs are estimated as $28,000 per annum for the basic substation and an additional two per cent of capital cost for converters or load balancing equipment where used.

3.5 Clearance Costs

The installation of an electrical conductor above the rail requires that a sufficient clearance be maintained to any nearby grounded objects so that arcing does not occur. The required clearance increases with line voltage so the cost of civil reconstruction will also increase with voltage.

The cost will be site-specific and it is not possible to use a system-average cost with any confidence, but one would expect the cost function to resemble that shown in Figure 2.

The AREA-recommended clearance diagrams for bridges and tunnels are shown in Figure 3 superimposed on the required voltage clearance at 25 kV and 50 kV. The bridge and tunnel heights are 22 feet and 23 feet respectively at the track centre line. On the basis of the above cost functions one could say that 25 kV would exhibit a significant clearance cost saving in association with a 5.94 m load height and a much reduced saving for any higher load heights.

The voltage decision and the maximum load height decision must be addressed simultaneously, with the clearance cost savings compared with

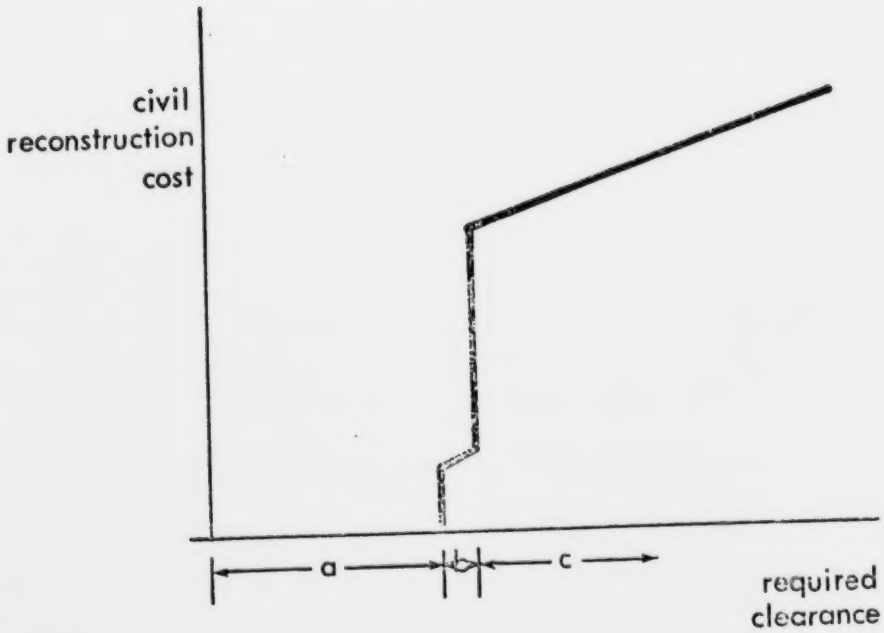


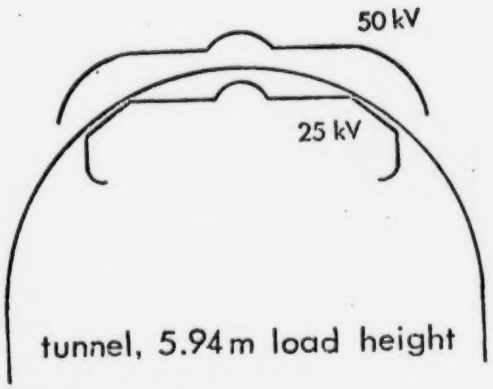
Figure 2 Estimated shape of the civil construction cost function

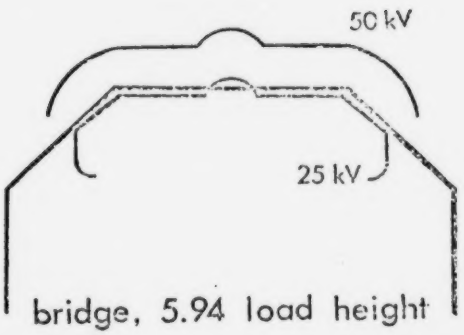
the present value of future opportunity costs in lost contributions to fixed costs from shipments of excess height. The data required for this decision are not presently available.

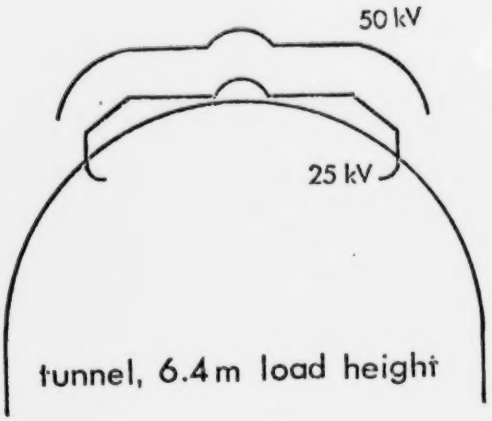
3.6 Electromagnetic Compatibility

The relative contribution of the alternative distribution systems can be compared for the magnitude of the generated magnetic fields which are the source of the problem, but identifying the physical quantities of affected wayside conductors is a large and difficult task and the cost of mitigating the induced voltage in those conductors substantial. Our focus is thus on the relative contribution at the source for the alternative systems.

Current flowing in a conductor produces a magnetic field which will induce in parallel conductors a voltage with a strength proportional to both the magnitude and frequency of the current and the mutual inductance between the conductors. This voltage may be expressed as:







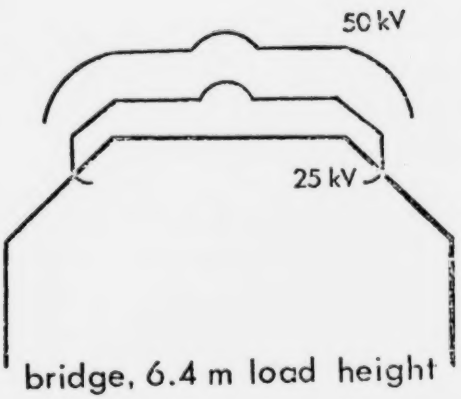


Figure 3 Tunnel and bridge clearance obstructions

$$E_2 = j\,2\,\Pi f\,M_{12}\,I_1 \ell$$

where: f = frequency

M_{12} = mutual inductance between the two conductors

I_1 = current flowing in conductor 1

ℓ = length of parallel exposure.

The power-conditioning units on electric locomotives generate harmonic currents back into the electrical distribution system. These audio-frequency currents induce currents in parallel conductors. If a telephone wire pair is present and the resistance to ground of the two conductors is not exactly the same, a voltage difference results across the two wires, producing noise in the receiver.

In addition to induced noise, the fundamental current can induce significant voltages-to-ground which create safety hazards for employees working on conductors paralleling the railway catenary.

The dc alternative is the only one which has zero frequency and therefore cannot induce hazardous voltages from the fundamental currents. However, the dc system is more prone to arcing at insulators, which can produce very large noise currents and the power-conditioning unit at the locomotive may generate a harmonic current equivalent to that of a 60 Hz locomotive. Also, the earth return currents can lead to corrosion of buried steel such as pipelines if countermeasures like cathodic protection are not taken.

Concerning the ac alternatives, the frequency, current and feed length all vary with each alternative. To determine the relative effects at the fundamental frequency, two measures are used. The first is the product of Amperes, exposure length, and frequency, aggregated along the feed length to the train loadings associated with the substation spacing analysis. The second is the maximum Ampere-frequency product occurring on the catenary. The first measure is relevant for long parallel lines, while the second is relevant for short exposure lengths. Both the 25 kV, 60 Hz feed and the 25 kV, 25 Hz feed give noticeable reductions for the long-line case but only the 25 kV, 25 Hz case is effective in the situation of a short exposure length.

4. FINANCIAL EVALUATION

The various alternatives are compared on the basis of their net present value (NPV). Because of the high uncertainty of both the physical quantities and the unit costs associated with civil reconstruction for electrical clearance and measures to achieve electromagnetic compatibility (EMC), only the other costs are aggregated. The savings shown by the high voltage, industrial frequency option will then be available in the future as more data on these two cost items are developed, thus permitting a comparison with the offsetting savings which may be obtained by the other alternatives in the areas of civil reconstruction and EMC.

The traffic is estimated to grow exponentially at about 1.7 per cent per annum over the first thirty years and to experience no changes for the second thirty years. The relevant construction costs are assumed to occur in equal portions over the first two years and are estimated to experience a cost escalation rate equal to the general inflation rate. At the beginning of the second thirty-year interval, the fixed facilities are estimated to require an investment of 40 per cent of the original cost in 1981 dollars.

The values used for the financial parameters are summarized in Table 4. The real growth exhibited by the energy and demand costs (g_e and g_d) are only tied to the traffic growth; no real price escalation is included. The weighted average cost of capital (k) is based on a 40/60 debt/equity ratio with the before-tax cost of debt at 16 per cent and the return of equity at 17 per cent.

The NPV of the various alternatives are shown for the Mountain Region in Table 5. Comparing 25 kV, 60 Hz with 50 kV, 60 Hz, the initial construction cost premium is $60,900 per route-km, the NPV of the first thirty years of operation has a cost premium of $139,000 per km, and for the second thirty years it is $64,600 per km, giving a total premium of $264,500 per km which would have to be saved in clearance and EMC costs to make 25 kV, 60 Hz a superior choice. The utility demand charges are the largest contributing factor, accounting for about two-thirds of the total net difference.

TABLE 4

FINANCIAL PARAMETERS

Item	Description	Value Used
i	general inflation rate	0.1
ge	energy cost escalation rate for the first thirty years	0.017
gd	demand charge escalation rate for the first thirty years	varies with each case
k	weighted average cost capital	0.135
T	corporate tax rate	0.5
C	capital cost allowance rate for all relevant fixed facilities	0.06

In the mountains it is likely that most of the savings from 25 kV would have to come from reduced clearance costs as there are few communications cables off the railway right-of-way and those on the right-of-way would have to be modified regardless of the alternative chosen.

To make a rough estimate of the necessary savings, assume 90 per cent must come from civil reconstruction and that the cost of raising one bridge is equivalent to raising 15 m of tunnel for a 50 kV catenary.

On this basis, 25 kV, 60 Hz would be superior to 50 kV, 60 Hz under the estimated mountain conditions if the incremental cost of tunnel excavation under 50 kV is greater than about $53,000 per metre and the cost of bridge modifications greater than $795,000 per bridge. On the basis of recent bridge and tunnel cost estimates and the assumed conditions, 50 kV would be superior, even with one-half the demand charge and a 5.94 m load height.

The other two alternatives shown in Table 5 (25 kV, 25 Hz and 12.5 kV, dc) both have a higher NPV than the 25 kV, 60 Hz alternative and much of the difference is in the initial construction costs. For the 25 kV, 25 Hz case, the clearance costs are the same as for 25 kV, 60 Hz, so the total cost difference of about $65,000 per km would have to be recovered through EMC savings. It is unlikely that differential EMC costs of this magnitude would occur in the Mountain region. The 12.5

TABLE 5

COST COMPARISON
(Case: Mountain Region, 20 MVA Acceptable Imbalance)

Alternative	Substation Spacing (km)	Time Period (years)	P.V. Cost (K$/route-km)						Required Saving Over 50 kV
			Substation and Utility Feed*	Catenary	Utility Demand	Energy Losses	Sub-station Maintenance	Total	
50 kV 60 Hz	78	1-2	70.0	158.7	-	-	-	228.7	-
		3-32	(10.2)	(23.3)	236.3	7.2	3.2	213.2	-
		33-62	8.0	19.2	109.0	3.5	1.3	141.0	-
		Total	67.8	154.6	345.3	10.7	4.5	582.9	-
25 kV 60 Hz	26	1-2	142.0	147.6	-	-	-	289.6	60.9
		3-32	(20.6)	(21.7)	366.7	18.0	9.8	352.2	139.0
		33-62	16.1	18.0	159.0	8.7	3.8	205.6	64.6
		Total	137.5	143.9	525.7	26.7	13.6	847.4	264.5
25 kV 25 Hz	68	1-2	252.0	156.9	-	-	-	408.9	180.2
		3-32	(37.0)	(22.9)	285.4	32.9	35.6	294.0	80.8
		33-62	28.7	19.2	133.5	15.9	14.0	213.3	70.3
		Total	243.7	153.2	418.9	48.8	49.6	914.2	331.2
12.5 kV d.c.	36 (23.8)	1-2	164.0	153.1	-	-	-	317.1	88.4
		3-32	(23.8)	(22.3)	340.2	39.3	15.2	348.6	135.4
		33-62	18.7	18.6	150.3	19.0	6.0	212.6	71.6
		Total	158.9	149.4	490.5	58.3	21.2	878.3	295.4

* includes engineering costs

kV, dc case would demonstrate savings in both EMC and clearance and may be competitive with 25 kV, 60 Hz. However, it is not yet technically feasible and if feasible, it is unlikely to realize sufficient savings to be competitive with 50 kV, 60 Hz. If it were possible to distribute and utilize dc at a voltage higher than 12.5 kV, then the dc option may be competitive with 50 kV, 60 Hz, but such a system is unlikely to be feasible in this decade.

The difference in NPV between 50 kV and 25 kV, 60 Hz is lowest in the Prairies, but the incidence of overhead clearance problems is lower. For the CN clearance data for Winnipeg to Edmonton, the incremental cost per bridge would have to be $12.3 million, more than ten times the requirement for the mountains.

In the corridor, the dc option shows a relative improvement because all of the ac options have the incremental catenary costs and shorter substation spacing resulting from the use of booster transformers for EMC. The booster transformers were applied to the different ac options such that each would have the same amp-frequency-km rating. Thus, the dc option is the only one which would show a significant reduction in EMC costs. As a rough estimate of corridor conditions, assume one-half of the cost savings must come from clearance and one-half from EMC. The associated minimum unit costs would then be $743,000 per bridge and $95,000 per route-km for EMC.

These values may be in the range of feasibility for the types of highway bridges and communications networks involved in the corridor, but it only puts the dc option in the range of indifference in comparison to 50 kV. In consideration of the other regions of the total rail system, the dc option would only be chosen in the corridor if a higher voltage dc option were feasible for application in the other regions.

4.1 Sensitivity Analysis

The major cost differential for 25 kV, 60 Hz and 50 kV, 60 Hz is the demand charge as expected to occur over the first sixty operating years and this cost item is easily influenced. The consequences of a 50 per cent reduction and a total elimination of the demand charge on the minimum unit clearance costs required to make 25 kV, 60 Hz competitive with 50 kV are illustrated in Table 6. Total elimination of the demand

charge differential would possibly put 25 kV, 60 HZ in a competitive position with 50 kV in the mountain and corridor regions, but it would appear to be uncompetitive for all other combinations in the table.

TABLE 6

SENSITIVITY TO DEMAND CHARGE

25 kV-50 kV Demand Charge Differential	Mountain Region		Prairie Region (M$/bridge)	Corridor Region (M$/bridge)
	Tunnels (K$/m)	Bridges (M$/unit)		
Base Case	53.0	0.795	12.3	1.47
50% Reduction	35.0	0.525	7.8	1.09
100% Reduction	17.0	0.256	3.4	0.69

Since the largest component of the 50 kV cost savings occurs in the operating years, its advantage will be diminished by those parameters which lower the NPV. A lower traffic growth rate or a higher required return on equity will both have this effect. Halving the growth rate has very little influence. The consequences of a 25 per cent return rather than a 17 per cent base case value are illustrated in Table 7.

The effects of operating shorter and more frequent trains have also been evaluated. The mountain region conditions were used but the bulk trains were reduced in length and power by 33 per cent and the general freight trains were reduced in length and power by 50 per cent. As a result, all but the energy and catenary costs were decreased on a unit distance basis by 12.5 per cent and 25 per cent for 50 kV and 25 kV respectively. This would improve the position of 25 kV over the base case conditions to the point where the minimum unit clearance cost would be $29,600 per metre of tunnel and $443,000 per bridge. Without the simultaneous occurrence of some of the changes of base conditions evaluated above, this still leaves 25 kV, 60 Hz in a relatively poor position in relation to 50 kV.

TABLE 7

SENSITIVITY TO RETURN ON EQUITY

Return on Equity	Mountain Region		Prairie Region	Corridor Region
	Tunnels (K$/m)	Bridges (M$/unit)	(M$/bridge)	(M$/bridge)
Base Case (17%)	53.0	0.795	12.3	1.47
50% Increase (25%)	29.3	0.446	6.3	0.90

A reduction of the utility imbalance limit from 20 MVA to 10 MVA is also evaluated in the mountain and prairie regions. The net effect on the required savings of the 50 kV case arises from the substation and substation maintenance costs and amounts to the savings in the order of three per cent, not significant in terms of the ranking of alternatives.

The analysis showed that 50 kV is likely to be competitive for each of the regional average characteristics and desirable for 'Prairie' conditions. However, the average density of clearance obstructions is much lower at the region level than exists in certain subsections of the regions. If these short segments were operated in isolation from the rest of the rail system, a lower voltage would certainly be superior, but they are part of an integrated rail system. The question arises, "should a lower voltage be used in short segments of a rail system which is electrified at a higher voltage elsewhere?"

As far as the locomotive is concerned, there is no problem. The British Railways operate through the London tunnel at 6.25 kV, while the rest of the system is at 25 kV. A dual voltage locomotive, capable of operating on any multiple of 50 kV, in addition to 50 kV, is possible. The transformer aboard the locomotive will require the same

multiple of windings and switch gear which will either connect the windings in series (50 kV) or in parallel (the lower voltage). However, operational details must be carefully considered, particulary if multiple units or robot power is used.

Whether this mode of operation is desirable economically depends on both the degree of integration with the rest of the rail system and the sequential timing of the conversion to electrified operations. The financial evaluation must weigh the incremental cost for locomotives operating over that segment and the added risk of malfunction in future operations against the clearance cost savings. Taking the Toronto region for example, it is possible that an electrified GO service would see most of its economic life before freight or intercity passenger electrification occurs in the corridor region.

5. CONCLUSIONS AND RECOMMENDATIONS

The lack of precision in the unit costs and some of the physical quantities do not permit a high level of confidence in the actual numbers derived in the analysis. However, the significant differences between the 50 kV option and the others and the results of the sensitivity analysis leads one to conclude that a high voltage such as 50 kV should be applied in major parts of the Canadian railway system. The analysis would also suggest that a lower frequency ac option is not an economical choice due to the high cost of the necessary conversion equipment. The analysis also shows that a dc option is not going to be competitive at a voltage as low as 12.5 kV.

The use of a lower voltage such as 25 kV at 60 Hz is unlikely to be economically superior for major operating regions, but its use on a substation length segment (about 26 km) within a 50 kV network may be desirable. The final decision on voltage change for segments this short must consider the operating implications, the degree of integration with the remainder of the system and the planned electrification sequence.

On the basis of our analysis, it is recommended that technical research into overcoming the constraints of dc electrification only be undertaken if voltages of the order of 20 kV or higher are considered to be

a feasible outcome of the research. Pursuing advances to 6 kV or 12 kV is unlikely to be of value to the Canadian situation.

It is recommended that, if electrification of any part of the Canadian rail network proceeds before relevant new technical developments occur, it be compatible with 50 kV, 60 Hz. This recommendation is based on the present analysis as well as the fact that 50 kV is an internationally accepted voltage. Given the considerable savings demonstrated by 50 kV, it is recommended that the technical limitations to railway voltages in excess of 50 kV be monitored for further development. If the use of a dual-voltage locomotive with small segments of low voltage is operationally acceptable to the railways, then a combination such as 60 kV/20 kV or 66 kV/22 kV may be superior. The major limitation to higher voltages is the higher voltage equipment (particularly the breaker) which must be installed on the locomotives.

Library and Information Centre / Centre de Documentation (GSLA)
RECEIVED - REÇU LE
FEB 11 1983
Transport Canada / Transports Canada

Centre de développement
des transports
1000 o., rue Sherbrooke
Suite 2421
Montréal, Québec
H3A 2R3
Télex 05-24713

Transportation
Development Centre
1000 Sherbrooke St. W.
Suite 2421
Montreal, Quebec
H3A 2R3
Telex 05-24713

MM

Transports Canada / Transport Canada

Développement / Development

TP 3665F

Électrification des chemins de fer canadiens réseaux de distribution

Rapport sommaire

Préparé pour le
Centre de développement
des transports

Transports Canada

Janvier 1982

CA1
DTC 801
82
P52SZ
c.2

Projet CIGGT nº PRO-068

Rapport CIGGT nº 81-10
TP 3665F

Transport Canada / Transports Canada
Library and Information Centre /
Centre de Documentation GSLA
Ottawa, Canada K1A 0N5

RAPPORT SOMMAIRE

ÉLECTRIFICATION DES CHEMINS DE FER CANADIENS
RÉSEAUX DE DISTRIBUTION

G.W. English
E.R. Corneil
G.T. Fisher

Canadian Institue of Guided Ground Transport
Queen's University at Kingston (Ontario)
K7L 3N6

Janvier 1982

REMERCIEMENTS

Au cours de la présente étude, nous avons eu l'occasion de rencontrer des représentants des Chemins de fer nationaux suédois à Stockholm et de l'ASEA à Västeras. Nous désirons exprimer notre gratitude à ces deux organismes pour leur collaboration et leur hospitalité. Leur expérience a contribué à orienter notre étude dès le début et nous avons pleinement apprécié la franchise de leurs discussions. Nous voulons également remercier M. J.S. Busby, adjoint à l'Ingénieur principal, CN Rail, pour la communication, par son service, des gabarits-obstacles en vigueur sur les grandes lignes du réseau du CN. Nous remercions aussi le Dr. A.R. Eastham et le département de génie électrique de Queen's, qui ont procédé à des validations en laboratoire des effets de diverses connexions d'enroulement, de même que M. H. Boumeester, qui a collaboré à la mise au point et au traitement des programmes d'ordinateur que nous avons utilisés au cours de l'étude. Enfin, nous désirons remercier le Centre de développement des transports, qui nous a donné l'occasion de réaliser cette étude, en mettant à notre disposition les fonds nécessaires.

Le présent rapport est le résultat d'une recherche conduite par l'entremise du Canadian Institute of Guided Ground Transport. Les opinions exprimées dans le rapport sont celles des auteurs et n'engagent pas nécessairement l'université ou tout autre organisme participant.

© Droits réservés par le Canadian Institute of Guided Ground Transport 1982

FORMULE DE DOCUMENTATION POUR RAPPORT

1. Nº du rapport Transports Canada	2. Nº de l'étude — CDT	3. Nº de catalogue du destinataire
TP 3665F	4326	

4. Titre et sous-titre	5. Date du rapport
ÉLECTRIFICATION DES CHEMINS DE FER CANADIENS RÉSEAUX DE DISTRIBUTION: Rapport Sommaire	janvier 1982
	6. Nº du rapport de l'organisme exécutant 81-10
7. Auteur(s) G.W. English, E.R. Corneil, G.T. Fisher	8. Nº de dossier Transports Canada D1465-337
9. Nom et adresse de l'organisme exécutant Canadian Institute of Guided Ground Transport Queen's University at Kingston, Ontario K7L 3N6	10. Nº de dossier — ASC T8200-0-0544
	11. Nº de contrat — ASC ou Transports Canada OSD81-00016
12. Nom et adresse de l'organisme parrain Centre de développement des transports 1000 ouest, rue Sherbrooke C.P. 549 Montréal, Québec H3A 2R3	13. Genre de rapport et période visée rapport sommaire
	14. Code de l'organisme parrain
15. Remarques additionnelles Ce rapport est une traduction non éditée du rapport "Power Distribution Alternatives in Canadian Railway Electrification: Executive Summary (TP 3665E).	16. Agent de projet — CDT C.A. Versailles

17. Résumé

Cette étude a pour but d'évaluer les diverses fréquences et tensions de distribution d'alimentation pouvant être utilisées lors d'une évantuelle électrification des chemins de fer canadiens. Le réseau ferroviaire étant subdivisé en trois régions distinctes: montagne, prairie et corridor, on a estimé, pour chacune de ces régions, la valeur moyenne des paramètres essentiels, tout en évaluant les diverses possibilités de distribution dans chaque cas. Une attention toute particulière a été apportée aux moyens de réduire au minimum les déséquilibres de charge aux points de branchement. Les coûts associés à ces divers réseaux de distribution ont été totalisés et sont exprimés en valeur actuelle nette par kilomètre. Enfin, une analyse de sensibilité des divers paramètres a servi de base aux recommandations du rapport.

18. Mots-clés	19. Diffusion
électrification, évaluation financière, système d'alimentation, 50 kV, 25 kV	Rapport complet disponible auprès de CIGGT

20. Classification de sécurité (de ce rapport)	21. Classification de sécurité (de cette page)	22. Nombre de pages	23. Prix
s/o	s/o	35	

REPORT DOCUMENTATION FORM

1. Transport Canada Report No.	2. TDC Project No.	3. Recipient's Catalogue No.
TP 3665 F	4326	

4. Title and Subtitle	5. Report Date
ÉLECTRIFICATION DES CHEMINS DE FER CANADIENS RÉSEAUX DE DISTRIBUTION: Rapport Sommaire	January 1982
	6. Performing Organization Report No. 81-10

7. Author(s)	8. Transport Canada File No.
G.W. English, E.R. Corneil, G.T. Fisher	D1465-337

9. Performing Organization Name and Address	10. DSS File No.
Canadian Institute of Guided Ground Transport Queen's University Kingston, Ontario K7L 3N6	T8200-0-0544
	11. DSS or Transport Canada Contract No. OSD81-00016

12. Sponsoring Agency Name and Address	13. Type of Report and Period Covered
Transportation Development Centre 1000 Sherbrooke St.W., Box 549 Montreal, Quebec H3A 2R3	Executive Summary
	14. Sponsoring Agency Code

15. Supplementary Notes	16. TDC Project Officer
This report is an unedited translation of report "Power Distribution Alternatives in Canadian Railway Electrification: Executive Summary (TP 3665E)	C.A. Versailles

17. Abstract

The study undertakes an evaluation of the alternative voltages and frequencies which may be used to distribute electrical power, if the Canadian railways electrify. The Canadian railway system is divided into three candidate regions (mountain, prairie and corridor), average values for the relevant parameters within each region are estimated, and a separate evaluation of the distribution alternatives for each is undertaken. Particular attention is paid to the means of attaining a satisfactory load imbalance at the electrical utility connection. The costs relevant to the distribution decision are aggregated on the basis of net present value per route-kilometre, and a sensitivity analysis of key parameters is performed. Recommendations are made on the basis of this financial analysis.

18. Key Words	19. Distribution Statement
electrification; financial evaluation; power supply system; 50 kV; 25 kV	Full report available from CIGGT on request

20. Security Classification (of this report)	21. Security Classification (of this page)	22. No. of Pages	23. Price
nil	nil	35	

TDC CDT 70 005

TABLE DES MATIÈRES

1. INTRODUCTION 1

2. CONSIDÉRATIONS PRÉLIMINAIRES 2

3. PARAMÈTRES RETENUS 4
   3.1 Caténaire 6
   3.2 Sous-stations et modes d'alimentation de la caténaire 9
   3.3 Coût de la fourniture d'électricité 14
   3.4 Frais d'entretien des sous-stations 15
   3.5 Coût de réalisation des dégagements 15
   3.6 Compatibilité électromagnétique 18

4. ÉVALUATION FINANCIÈRE 21
   4.1 Analyse de sensibilité 28

5. CONCLUSIONS ET RECOMMENDATIONS 33

LISTE DES TABLEAUX

1. Caractéristiques des trains 3
2. Caractéristiques par région 4
3. Espacement entre les sous-stations 11
4. Paramètres financiers 23
5. Comparaison des coûts 25
6. Sensibilité à la prime de puissance 29
7. Sensibilité au rendement de l'avoir propre 30

LISTE DES FIGURES

1. Modes d'alimentation des caténaires 13
2. Courbe approchés des coûts de reconstruction des ouvrages de génie civil 16
3. Gabarits et dégagements électriques des tunnels et ponts 17

1. INTRODUCTION

Plusieurs des études publiées à ce jour sur l'électrification des chemins de fer supposaient un choix de tension et de fréquence d'alimentation tiré, soit de la pratique courante dans d'autres pays, soit d'autres rapports traitant du même sujet. Les solutions les plus couramment acceptées en Amérique du Nord consistent à alimenter la caténaire à la fréquence industrielle, sous une tension nominale de 25 kV ou, dans certains cas, de 50 kV.

Par suite du regain d'intérêt manifesté par les chemins de fer canadiens au cours des années soxante-dix, la solution à 50 kV a fait l'objet d'études de coût attentives. En effet, à ce moment-là, on n'avait qu'une idée approximative du rapport entre le coût et la tension d'alimentation, à savoir qu'à 50 kV par exemple, l'accroissement de la distance entre les sous-stations permettait de réduire le coût de l'alimentation en énergie. Toutefois, aucune étude technique approfondie n'avait été faite des paramètres pouvant modifier la configuration des installations et, par conséquent, les coûts, par suite du choix d'une tension et d'une fréquence données d'alimentation. Même si les relations générales entre la tension, l'appel de courant ou de puissance, la grosseur des conducteurs et la longueur des isolateurs ou les dégagements électriques requis étaient bien connues, le choix de la tension était toujours un processus empirique, par lequel

chaque option était essayée aux deux tensions retenues, afin de voir laquelle engendrait les moindres coûts.

La présente étude a pour but de proposer une analyse rationnnelle destinée au choix des tensions de fréquences. A cet égard, outre les deux solutions courantes à 25 et 50 kV, l'étude a également porté sur d'autres options, à savoir, une alimentation en continu sous 12,5 kV et une alimentation alternative sous 25 kV, mais à la fréquence réduite de 25 Hz. L'analyse de ces deux dernières options est moins détaillée toutefois, et le rapport se concentre sur l'étude approfondie des avantages respectifs de l'alimentation sous 25 kV, 60 Hz et sous 50 kV, 60 Hz.

2. CONSIDÉRATIONS PRÉLIMINAIRES

Le réseau ferroviaire canadien a été divisé en trois régions cibles (montagnes, prairies et corridor), la valeur moyenne des paramètres essentiels a été estimée pour chacune de ces régions et les possibilités de distribution ont fait l'objet d'une évaluation distincte pour chaque région. Toutefois, il n'a pas été tenu compte de la région des Maritimes, ni des voies de service. Les options de distribution qui ont été retenues sont les suivantes: 50 kV à 60 Hz, 25 kV à 60 Hz, 25 kV à 25 Hz et 12,5 kV en continu.

Six types de trains, dont les caractéristiques sont données au Tableau 1, ont été utilisés pour l'étude. En outre, comme les deux chemins de fer nationaux ont entrepris, dans l'Ouest, des travaux de doublement des voies et de réduction des pentes, l'analyse a été faite en supposant, dans chacque région, des voies doubles comportant des pentes ne dépassant par généralement un pour cent.

TABLEAU 1

CARACTÉRISTIQUES DES TRAINS

Type	Masse moyenne/wagon tonnes longues	Nombre moyen de wagons/ trains	Puissance moyenne h.p./tonne train	Puissance moyenne MW/train
Vraquier chargé	125	100	1.0	9.5
Vraquier vide	31	100	1.4	3.5
Fret mixte	70	100	1.4	7.6
Messageries	50	70	2.2	6.2
Passager normal	n/a	n/a	n/a	4.0
Passager rapide	n/a	n/a	n/a	5.6

Les niveaux de trafic, la répartition entre les différents types de trains et les vitesses moyennes sont indiqués au Tableau 2, qui donne également les déséquilibres de charge admissibles au point de branchement (dans le cas des alimentations monophasées) et les mesures servant à assurer la compatibilité électromagnétique

(CEM). Ces mesures se répercutent sur le coût d'installation de la caténaire elle-même, ainsi que sur son impédance qui, à son tour influence l'espacement entre les sous-stations.

TABLEAU 2

CARACTÉRISTIQUES PAR RÉGION

Région	Niveau de trafic fret (M tonnes/an)		Répartition du trafic fret (vrac/mixte) (/messa-) (geries)	Trafic passagers vitesse (trains/jour)				Vitesse moyenne pondérée (km/h)	Déséquilibre admissible au réseau (MVA)	Mesures CEM
				Année 1		Année 30				
	Année 1	Année 30		(1)	(2)	(1)	(2)			
Montagne	60	100	.7/.2/.1	2	0	2	0	48	10-20	conducteur de retour
Prairie	45	74	.6/.3/.1	2	0	2	0	75	10-20	conducteur de retour
Corridor	30	50	.1/.5/.4	9	7	26	12	100	30-60	trans-formateur survolteur

(1) trains réguliers
(2) trains rapides

3. PARAMÈTRES RETENUS

Les coûts pouvant influencer le choix d'une option d'alimentation sont associés aux paramètres suivants:

- Caténaire
- Sous-stations et mode d'alimentation

- Reconstruction d'ouvrages de génie civil, nécessaire à l'obtention des dégagements électriques requis
- Modifications destinées à assurer la compatibilité électromagnétique
- Facturation de l'énergie électrique
- Entretien des installations fixes.

En général, une tension d'alimentation plus faible exige des dégagements moindres, ce qui réduit d'autant le coût de reconstruction des ouvrages de génie civil. Cependant, les locomotives électriques ne peuvent tolérer que de faibles variations de tension - en effet, l'AREA recommande de 0,8 à 1,05 de la tension nominale. Comme, pour un appel de puissance donné, la tension de distribution plus faible s'accompagne d'un courant plus intense, la chute de tension due à l'impédance de la caténaire est beaucoup plus importante. Dans ces conditions, si l'on veut maintenir la tension dans les limites recommandées, il faut rapprocher les points d'alimentation et donc, les sous-stations. Par ailleurs, une réduction de fréquence permet d'accroître l'espacement entre les sous-stations, étant donné que la chute de tension dans la caténaire est principalement due à la réactance de celle-ci, elle-même directement proportionnelle à la fréquence. De même, une baisse de fréquence réduit l'induction de parasites dans les conducteurs qui longent la voie. Par contre,

l'obligation d'installer du matériel supplémentaire de conversion à chaque sous-station compense les avantages liés à l'alimentation à plus basse fréquence.

3.1 Caténaire

L'intensité du courant qu'il est possible d'acheminer à un train unique en un point donné est limitée par l'ensemble du fil de contact et du fil porteur de la caténaire. Toutefois, dans le cas de deux caténaires en parallèle au-dessus de voies doubles, ou d'une caténaire renforcée par une artère d'alimentation longeant la voie, le courant circule dans les deux sens, ce qui réduit l'intensité que la caténaire elle-même doit porter en tout point donné. D'autre part pour alimenter plusieurs trains circulant sous le même tronçon de caténaire, il faut évidemment augmenter l'intensité admissible dans celle-ci, soit en utilisant des fils de contact et des fils porteurs plus gros, soit en montant des artères d'alimentation en parallèle sur les supports de la caténaire. Par ailleurs, avec une fréquence d'alimentation plus basse, la réactance inductive de la caténaire est moindre, ce qui, ajouté à l'effet pelliculaire, permet à celle-ci de porter un courant plus intense. Les locomotives électriques captent l'énergie du fil de contact aérien au moyen d'un archet à une ou plusieurs barres de contact, monté sur un pantographe. Afin de maintenir un contact permanent et suivre les variations de hauteur de

la caténaire, le pantographe doit exercer un effort vers le haut sur le fil de contact, ce qui imprime à celui-ci des oscillations. Un second pantographe, suivant de près le premier ne pourrait donc pas maintenir le contact en raison de ces oscillations et serait le siège d'un fort jaillissement d'étincelles. Or, au Canada, les trains de marchandises et de messageries sont tirés par des attelages de locomotives multiples, ce qui suppose justement plusieurs pantographes. Toutefois, les vibrations du fil de contact s'atténuent graduellement et il est donc possible de calculer la séparation nécessaire entre les pantographes pour une vitesse donnée de train ou, inversement, la vitesse maximale possible pour un espacement donné des pantographes. Une solution possible à ce problème consisterait évidemment à n'utiliser qu'un seul pantographe par train. Toutefois, l'intensité admissible du courant dans l'archet du pantographe est limitée et l'installation d'archets supplémentaires ne servirait qu'à réduire l'aptitude du pantographe à rester en contact avec la caténaire. Par conséquent, la seule solution consiste à concevoir une configuration de caténaire qui permette les vitesses élevées et à prévoir un espacement suffisant entre les pantographes des attelages de plusieurs locomotives. Par ailleurs, le moment de flexion résultant des efforts que le vent et la tension du fil imposent aux supports implantés le long des courbes et en bout de ligne est directement proportionnel à la hauteur de la caténaire au-dessus du sol. Ainsi, la

hauteur de la caténaire peut influer sur la masse des supports et, par conséquent, sur leur coût.

Une tension plus basse permet évidemment d'utiliser des isolateurs moins coûteux et d'abaisser la caténaire mais l'influence de ces avantages sur le coût global de la caténaire n'est pas déterminante. En effet, aux fins de l'étude, on a établi à sept pour cent l'économie réalisable grâce à une alimentation à 25 kV par rapport à 50 kV pour la même intensité de courant, et à dix pour cent l'économie correspondante, dans le cas d'une alimentation à 12,5 kV. En outre, certaines des configurations à basse tension exigent des conducteurs supplémentaires qui viennent encore accroître les coûts d'installation.

L'ensemble des facteurs décrits ci-dessus militent contre l'utilisation des basses tensions dans les conditions d'exploitation qui prévalent actuellement au Canada. En effet, avec des trains qui exigent une puissance de traction pouvant atteindre 9,5 MW, une tension d'alimentation de 12,5 kV oblige à modifier les pantographes et les caténaires de façon à compromettre leur interaction dynamique. Par contre, l'utilisation de tensions d'alimentation de 25 et de 50 kV permet d'alléger la caténaire et le pantographe, ce qui a pour effet d'améliorer la réponse dynamique de celui-ci.

Quant à l'accroissement de la vitesse limite, il suffit d'espacer davantage les pantographes multiples.

Le coût global d'une caténaire sous 50 kV est estimé à 80 600$ par kilomètre de voie. Dans la région du corridor, on suppose l'emploi de transformateurs survolteurs comme mesure de compatibilité électromagnétique. Ces transformateurs survolteurs, qui offrent une impédance série, forcent la totalité du courant de retour à circuler dans le conducteur de retour plutôt qu'à emprunter le circuit de moindre impédance constitué par les rails et la terre. Ainsi, la caténaire se trouve caractérisée par une impédance beaucoup plus élevée.

3.2 Sous-stations et modes d'alimentation de la caténaire

L'espacement maximal entre les sous-stations est limité par les exigences relatives à la tension minimale disponible à la locomotive.

L'évaluation des diverses options de distribution a permis de dégager, quant à l'espacement maximal entre les sous-stations, les critères suivants:

. en se fondant sur le trafic prévu dans trente ans et dans des conditions normales de fonctionnement, les cas où la tension nominale en régime permanent ne sera pas disponible à la locomotive ne devraient pas survenir, en moyenne, plus d'une fois par deux mois, et

. en se fondant sur la même charge de trafic, mais en situation d'urgence alors qu'une sous-station est en panne, tous les trains devraient pouvoir, dans 80% des situations de panne, franchir la section en panne à une vitesse égale ou supérieure à 25 km/h, sans que les relais de sous-tension ne se déclenchent.

Il est à noter que, même si ces contraintes ne sont pas respectées, les conséquences ne sont pas néfastes. En effet, dans le premier cas, il y aurait une légère baisse momentanée du rendement et, dans le second, il pourrait être nécessaire à un train d'attendre que les autres trains aient franchi la section en panne avant de pouvoir procéder.

Le Tableau 3 donne l'espacement entre les sous-stations pour les diverses régions et options d'alimentation. Dans toutes les régions, c'est l'option à 50 kV qui permet le plus grand espacement, alors que l'option à 25 kV, 60 Hz, réduit cette

distance des deux tiers environ. L'utilisation de la même tension à 25 Hz au lieu de 60 Hz, associée à une alimentation bilatérale, permet d'accroître cette distance d'un facteur d'environ deux et demi. Enfin, l'alimentation bilatérale en continu permet aussi un plus grand espacement que l'option à 25 kV, 60 Hz, même si la tension continue d'alimentation n'est que de 12,5 kV.

TABLEAU 3

ESPACEMENT ENTRE LES SOUS-STATIONS
(en km)

Option	Région Montagnes	Région Prairies	Région Corridor
50 kV, 60 Hz	78	87	74
25 kV, 60 Hz	26	32	26
25 kV, 25 Hz	68	81	65
12.5 kV, dc	36	48	45

Le mode d'alimentation et l'appareillage de la sous-station dépendent des exigences du réseau. L'alimentation bilatérale permet d'espacer davantage les sous-stations, mais cette solution n'a été retenue que dans les cas où il est possible d'isoler la caténaire du réseau de distribution électrique.

Les modes d'alimentation utilisés dans le cas des branchements directs au réseau sont illustrés à la figure 1. L'utilisation d'un mode de raccordement particulier est déterminé par le déséquilibre de charge admissible. L'alimentation centrale avec un seul transformateur, la solution la plus simple et la moins coûteuse, a été retenue là où le déséquilibre de charge était acceptable. Avec ce type de raccordement, le déséquilibre de charge correspond à la puissance totale absorbée par les trains se trouvant de part et d'autre du point d'alimentation. Lorsque cette puissance dépasse les possibilités du réseau, il faut recourir à une alimentation en bout, au moyen de deux transformateurs, raccordés chacun à une phase différente. Avec ce montage, le déséquilibre est fonction de l'importance relative des deux charges connectées. Lorsque le déséquilibre résultant de cette configuration est encore trop élevé, on utilise un transformateur à montage Scott, grâce auquel le déséquilibre de tension du côté triphasé est généralement proportionnel au déséquilibre de charge du côté biphasé. Au cas où le déséquilibre serait toujours inacceptable, même avec le montage Scott, divers systèmes d'équilibrage réactifs peuvent être utilisés, quelle que soit l'importance de la charge. L'équilibrage de charge au primaire peut se comparer à un montage mixte scalène-Scott avec équilibrage réactif de la charge au secondaire.

La longueur et donc le coût des artères d'alimentation entre le réseau et les sous-stations sont beaucoup plus susceptibles

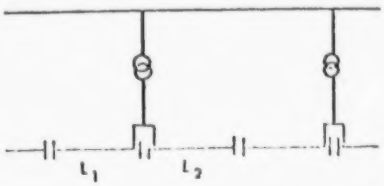
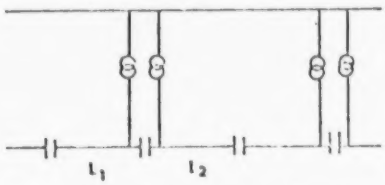
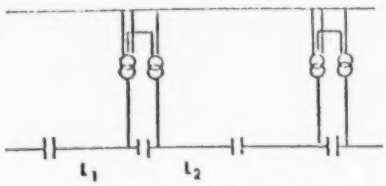
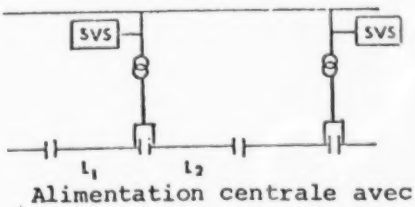
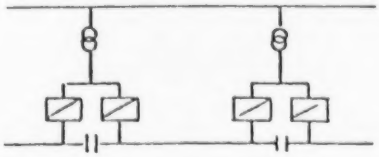
Type	Déséquilibrage de charge	Coût relatif
 Alimentation centrale	$L_1 + L_2$	1.00
 Alimentation en bout	$[(L_1 - .5\ L_2)^2 + (.866\ L_2)^2]^5$	1.33
 Montage Scott	abs. $\lvert L_1 - L_2 \rvert$	1.40
 Alimentation centrale avec compensateur statique VAR	0	1.5-2.4
 Alimentation bilatérale avec changeurs de fréquence	0	4.0-6.0 c.a./c.a. 3.0-4.0 c.a./c.c.

Figure 1 Modes d'alimentation des caténaires

de varier d'un emplacement à l'autre que le coût des sous-stations elles-mêmes. Par conséquent, les valeurs données ici devraient être rajustées en fonction de chaque cas particulier.

3.3 Coût de la fourniture d'électricité

Quant à la fourniture d'énergie, les seuls frais significatifs sont ceux qui sont associés aux pertes inhérentes à chacune des options, puisque l'énergie absorbée au pantographe est essentiellement la même, quelle que soit l'option choisie. Les pertes principales sont les pertes par effet Joule dans la caténaire et les pertes de puissance dans les diodes et les thyristors des convertisseurs.

Dans le cas de l'option à 50 kV, les pertes dans la caténaire sont estimées à deux pour cent dans la région des montagnes et à trois pour cent dans le corridor, où l'on doit faire appel à des transformateurs survolteurs. Dans les autres cas, les pertes doivent être augmentées de l'inverse du rapport de tension élevé au carré, sauf pour les solutions qui exigent des conducteurs supplémentaires réduisant d'autant la valeur de R.

La prime de puissance, déterminée au moyen de compteurs intégrateurs à période de 15 minutes installés dans chaque sous-station, est estimée à 5$/kW, suivant la moyenne des maxima enregistrés par les compteurs durant un mois. La valeur moyenne de la puissance

maximale appelée par période de 15 minutes a été estimée d'après la charge quotidienne prévue.

3.4 Frais d'entretien des sous-stations

Seuls les frais annuels d'entretien des sous-stations ont été pris en compte, puisque l'entretien des caténaires est sensiblement le même, quelle que soit l'option choisie. Les frais annuels d'entretien sont estimés à 28 000$ par sous-station, plus deux pour cent des immobilisations nécessitées par les convertisseurs ou le matériel d'équilibrage de charge s'il y a lieu.

3.5 Coût de réalisation des dégagements

Tout conducteur électrique installé au-dessus des rails doit être suffisamment espacé de tous les objets avoisinants mis à la terre, afin de prévenir les fuites à la terre. Comme les dégagements requis augmentent avec la tension d'alimentation, il en va de même des coûts de reconstruction des ouvrages de génie civil.

L'ampleur des travaux nécessaires à chaque emplacement est tellement variable qu'il est impossible de dégager des coûts moyens qui soient valables pour l'ensemble du réseau. Cependant, la relation coût-dégagement devrait adopter la forme générale de la courbe illustrée à la figure 2.

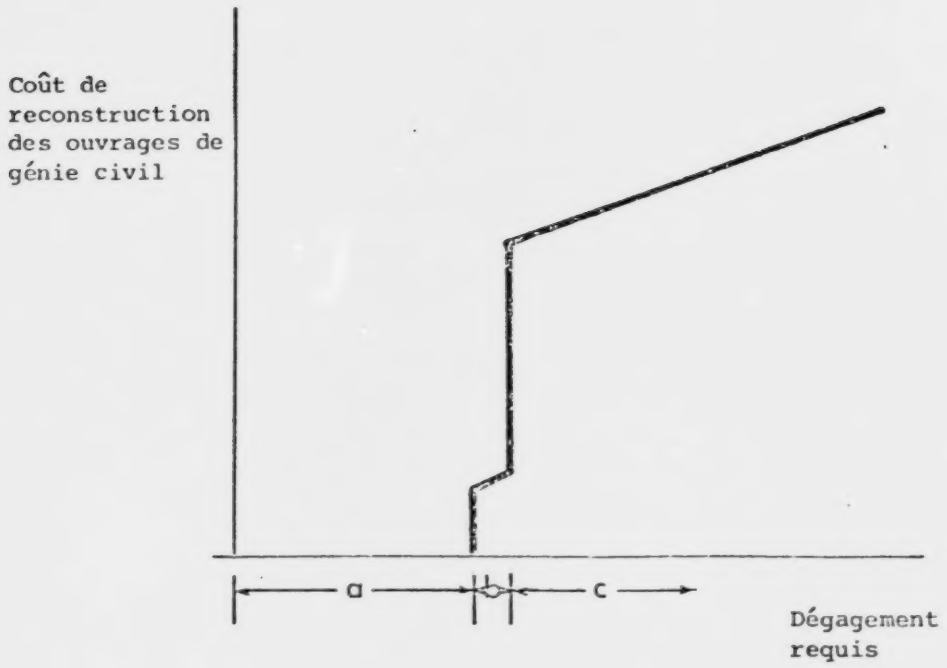
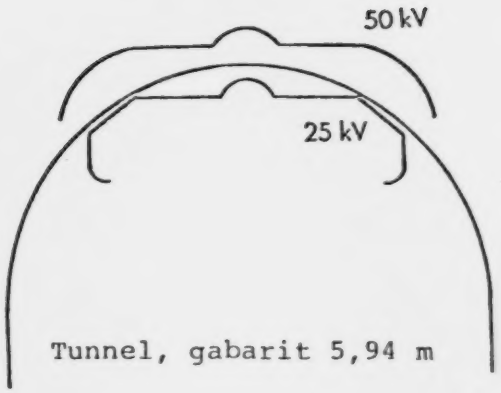
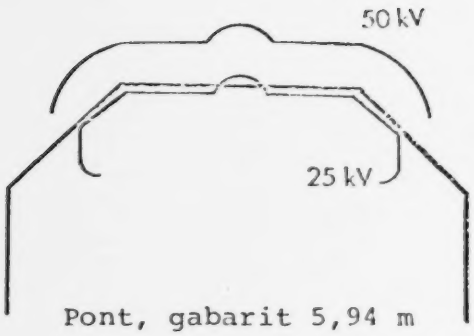


Figure 2 Courbe approchés des coûts de reconstruction des ouvrages de génie civil

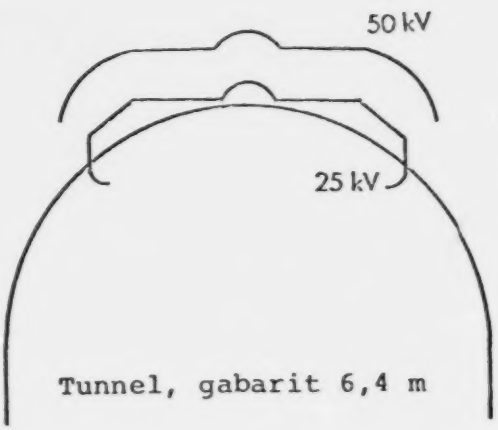
Les gabarits-obstacles recommandés par l'AREA pour les ponts et les tunnels sont illustrés à la figure 3 avec, en surimpression, les dégagements électriques requis à 25 kV et 50 kV respectivement. Les hauteurs libres sous les ponts et les tunnels sont de 22 pieds et de 23 pieds respectivement, dans l'axe de la voie. Si l'on se reporte aux diagrammes de la figure 3, on constate que l'option à 25 kV permettrait



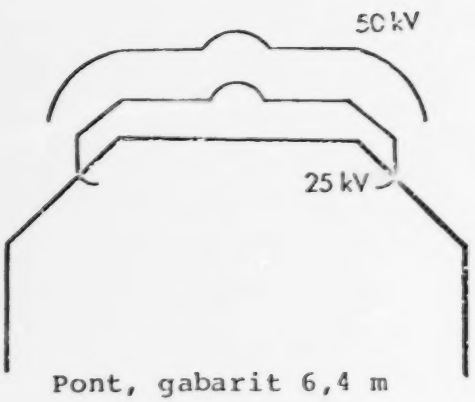
Tunnel, gabarit 5,94 m



Pont, gabarit 5,94 m



Tunnel, gabarit 6,4 m



Pont, gabarit 6,4 m

Figure 3 Gabarits et dégagements électriques des tunnels et ponts

de réaliser des économies importantes dans le cas d'un gabarit de 5,94 m de hauteur.

Cependant, ces économies s'amenuisent rapidement dans le cas de gabarits plus élevés. Les choix de tension d'alimentation et de hauteur du gabarit-obstacle doivent être faits conjointement et tenir compte aussi bien des économies réalisées sur le coût des reconstructions que de la valeur actuelle des coûts d'option éventuels représentés par les pertes d'apport aux frais fixes attribuables à l'impossibilité de transporter des charges de hauteur excédentaire. Les données à l'appui d'une telle prise de décision ne sont pas disponibles à l'heure actuelle.

3.6 Compatibilité électromagnétique

Il est possible de comparer les diverses options de distribution quant à l'intensité des champs magnétiques brouilleurs qu'elles produisent. Cependant, l'appréciation quantitative de ces mêmes effets dans les conducteurs soumis à ce brouillage le long de la voie est une tâche très ardue et les mesures requises pour soustraire les conducteurs au brouillage entraînent des déboursés importants. Par conséquent, notre étude s'est bornée à la contribution relative des diverses options comme sources de brouillage.

Tout courant circulant dans un conducteur engendre un champ magnétique susceptible d'induire, dans un conducteur parallèle, une tension proportionnelle à l'intensité et à la fréquence du courant et au coefficient d'induction mutuelle des conducteurs. Cette tension peut s'exprimer par:

$$E_2 = j\,2\pi f\, M_{1-2}\, I_1 \ell$$

Où f = fréquence

M_{1-2} = coefficient d'induction mutuelle entre les conducteurs

I_1 = courant circulant dans le conducteur 1

ℓ = longueur du parcours parallèle

L'appareillage des circuits de puissance des locomotives électriques engendre des courants harmoniques qui sont réinjectés dans le réseau de distribution. Ces courants audiofréquence induisent à leur tour des courants dans les conducteurs parallèles. Si, par exemple, il se trouve à proximité une paire téléphonique dont les deux conducteurs n'ont pas exactement la même résistance par rapport à la terre, une différence de potentiel apparaît entre les deux fils, perçue sous forme de bruit au récepteur.

En plus de ces bruits induits, le courant à la fréquence fondamentale peut induire d'importants potentiels par rapport

à la terre, qui mettent en danger la sécurité des ouvriers se trouvant en contact avec des conducteurs parallèles à la caténaire de la voie ferrée.

L'alimentation en continu est la seule qui, ayant une fréquence nulle, ne peut pas induire de tensions dangereuses dans les conducteurs avoisinants. Par contre, elle est davantage susceptible de produire des étincelles aux isolateurs, ce qui est une source de courants de bruit très importants, alors que les circuits de puissance des locomotives en continu peuvent engendrer des courants harmoniques équivalents à ceux d'une locomotive à 60 Hz. En outre, les courants de retour dans le sol peuvent provoquer la corrosion des ouvrages métalliques enfouis, par exemple les pipelines, en l'absence de mesures de protection cathodique appropriées.

Quant à l'alimentation alternative, la fréquence, le courant et les longueurs d'alimentation varient suivant l'option retenue. Deux mesures servent à la détermination des effets relatifs des diverses options à la fréquence fondamentale. La première est la somme des produits du courant, de la fréquence et de la longueur du parcours parallèle correspondant à la distance entre le point d'alimentation et chacune des locomotives se trouvant entre deux sous-stations successives, suivant le nombre de trains ayant servi à déterminer l'espacement entre les

sous-stations, et la seconde, le plus fort produit courant-fréquence calculé en un point quelconque de la caténaire. La première de ces mesures sert dans le cas des longues lignes parallèles alors que la seconde convient aux parcours parallèles limités. Les deux options à 25 kV, à 60 Hz et 25 Hz, permettent une réduction notable du brouillage dans le cas des longues lignes, mais seule l'option à 25 kV, 25 Hz est efficace le long des parcours parallèles de faible longueur.

4. EVALUATION FINANCIÈRE

Les diverses possibilités sont étudiées selon leur valeur nette actuelle. Etant donné l'imprécision des quantités et des coûts unitaires associés aux travaux de reconstruction nécessaires à l'obtention des dégagements électriques et aux mesures prises pour assurer la compatibilité électromagnétique, seuls les autres éléments de coût ont été agrégés. Une fois que les données concernant les travaux de reconstruction et les mesures de compatibilité auront été précisées, il sera alors possible de comparer les économies associées à l'option à haute tension à la fréquence industrielle aux avantages que présentent les autres options quant à ces deux éléments de coût.

D'après les estimations, le trafic doit connaître une croissance exponentielle d'environ 1,7% par année au cours des premiers

trente ans et se stabiliser durant la période de trente années suivante. Quant aux coûts de construction, ils sont répartis également entre les deux premières années et affectés d'un indice d'indexation correspondant au taux d'inflation. Au début de la seconde période de trente ans, les frais relatifs aux installations fixes sont estimés à 40% du coût initial de celles-ci, en dollars de 1981.

Les valeurs attribuées aux principaux paramètres financiers sont résumées au Tableau 4. La croissance réelle des coûts attribuables à la consommation d'énergie et à la prime de puissance n'est reliée qu'à l'accroissement du trafic et ne comporte aucun facteur d'indexation. Pour calculer le coût moyen du capital (k), le ratio d'endettement a été établi à 40/60, le coût d'endettement à 16% avant impôts et le rendement de l'avoir propre, à 17%.

Le Tableau 5 donne, pour la région des montagnes, la valeur actuelle nette des diverses options. Par rapport à l'option à 50 kV, 60 Hz, l'option à 25 kV, 60 Hz entraîne des coûts de construction initiale supplémentaires de 60 900$ par km et augmente la valeur actuelle nette des coûts d'exploitation de 139 000$ par km durant les premiers trente ans et de 64 600$ par km au cours de la seconde période de trente ans. Par conséquent, il faudrait que les travaux associés aux

TABLEAU 4

PARAMÈTRES FINANCIERS

Symbole	Paramètre	Valeur attribuée
i	taux général d'inflation	0.1
g_e	taux de croissance du coût de l'énergie durant les premiers trente ans	0.017
g_d	taux de croissance des primes de puissance durant les premiers trents ans	variable dans chaque cas
k	coût moyen pondéré du capital	0.135
T	impôt sur les sociétés	0.5
C	déduction pour amortissement à l'égard des installations fixes	0.06

dégagements électriques et à la compatibilité électromagnétique permettent de réaliser des économies équivalant à 264 500$ par km pour que l'option à 25 kV, 60 Hz devienne avantageuse. On constate que l'élément de coût le plus important est la prime de puissance, qui intervient pour environ les deux tiers de l'écart net total.

En montagne, il est vraisemblable que la plus grande partie des économies associées à l'option à 25 kV devront provenir d'une réduction des coûts associés aux dégagements électriques, étant donné qu'il y a peu de câbles de télécommunications à proximité de l'emprise du chemin de fer et que ceux qui se trouvent à

l'intérieur des limites de l'emprise devront être modifiés, quelle que soit l'option retenue.

Il est possible de se faire une idée approximative des économies qu'il faudrait réaliser, en supposant qu'elles doivent provenir, à 90%, des travaux de reconstruction associés aux dégagements, et que le coût de modification d'un pont est égal à celui de l'élévation de 15 m de tunnel pour une caténaire sous 50 kV.

Dans cette hypothèse, l'option à 25 kV, 60 Hz, l'emporterait sur l'option à 50 kV, 60 Hz, pourvu que cette dernière entraîne un accroissement de coût supérieur à environ 53 000$ par mètre d'excavation de tunnel et de 795 000$ pour chaque modification de pont. Compte tenu d'estimations récentes du coût de modification des ponts et tunnels, l'option à 50 kV est nettement supérieure, même dans l'hypothèse d'un écart de prime de puissance réduit de moitié et d'un gabarit de hauteur de 5,94 m.

Les autres solutions indiquées au Tableau 5 (25 kV, 25 Hz, et 12,5 kV en continu), ont toutes deux une valeur actuelle nette plus élevée que l'option à 25 kV, 60 Hz, l'écart principal étant attribuable aux coûts initiaux de construction. Dans le cas de 25 kV, 25 Hz, les dégagements électriques requis sont les mêmes qu'à 25 kV, 60 Hz, de telle sorte que l'écart de coût, d'environ 65 000$ par km, devrait être

TABLEAU 5

COMPARAISON DES COÛTS
(région des montagnes, déséquilibre admissible 20 MVA)

Option	Espacement entre les sous-stations (km)	Période (années)	Coûts actualisés (K$/km)						Économies requises par rapport à 50 kV
			Sous-stations*	Caténaire	Primes de puissance	Pertes d'énergie	Entretien des sous-stations	Total	
50 kV 60 Hz	78	1-2	70.0	158.7	-	-	-	228.7	-
		3-32	(10.2)	(23.3)	236.3	7.2	3.2	213.2	-
		33-62	8.0	19.2	109.0	3.5	1.3	141.0	-
		Total	67.8	154.6	345.3	10.7	4.5	582.9	-
25 kV 60 Hz	26	1-2	142.0	147.6	-	-	-	289.6	60.9
		3-32	(20.6)	(21.7)	366.7	18.0	9.8	352.2	139.0
		33-62	16.1	18.0	159.0	8.7	3.8	205.6	64.6
		Total	137.5	143.9	525.7	26.7	13.6	847.4	264.5
25 kV 25 Hz	68	1-2	252.0	156.9	-	-	-	408.9	180.2
		3-32	(37.0)	(22.9)	285.4	32.9	35.6	294.0	80.8
		33-62	28.7	19.2	133.5	15.9	14.0	213.3	70.3
		Total	243.7	153.2	418.9	48.8	49.6	914.2	331.2
12.5 kV c.c.	36 (23.8)	1-2	164.0	153.1	-	-	-	317.1	88.4
		3-32	(23.8)	(22.3)	340.2	39.3	15.2	348.6	135.4
		33-62	18.7	18.6	150.3	19.0	6.0	212.6	71.6
		Total	158.9	149.4	490.5	58.3	21.2	878.3	295.4

* Y compris le coût des études techniques

récupéré à même les travaux de compatibilité électromagnétique. Il est peu vraisemblable que des économies de cet ordre puissent provenir des mesures de compatibilité électromagnétique dans la région des montagnes. Quant à l'option à 12,5 kV en continu, elle pourrait générer des économies, aussi bien dans le domaine des dégagements électriques que dans celui de la compatibilité électromagnétique, et devenir concurrentielle par rapport à l'option 25 kV, 60 Hz. Toutefois, à l'heure actuelle, une alimentation continue à 12,5 kV n'est pas réalisable et, même si elle l'était, il est peu vraisemblable qu'elle puisse permettre la réalisation d'économies suffisantes pour pouvoir se comparer à l'option à 50 kV, 60 Hz. S'il était possible de construire un réseau de distribution et d'alimentation en continu à une tension supérieure à 12,5 kV, cette solution pourrait alors se comparer favorablement avec l'option à 50 kV, 60 Hz, mais il est peu probable qu'un tel système soit réalisable, du moins dans la décennie actuelle.

C'est dans la région des prairies que la différence de valeur actuelle nette entre les options à 50 kV et 25 kV, 60 Hz est la plus faible, mais c'est aussi dans cette région que les obstacles aux dégagements verticaux, qui pourraient rétablir l'équilibre, sont les moins nombreux. Par conséquent, selon les gabarits-obstacles fournis par le CN pour le tronçon Winnipeg-Edmonton, les économies réalisables sur la modification

de chaque pont devraient s'élever à 12,3$ millions, soit dix fois plus que la somme correspondante dans les montagnes.

Dans la région du corridor, l'option en continu offre un certain avantage, étant donné que les solutions d'alimentation en alternatif exigent une caténaire plus coûteuse et des sous-stations plus rapprochées, du fait des transformateurs survolteurs servant à assurer la compatibilité électromagnétique et qui ont été retenus afin que le produit courant-fréquence-km soit le même pour chacune des options d'alimentation en alternatif. Ainsi, l'option en continu est la seule qui puisse permettre des économies significatives à l'égard de la compatibilité électromagnétique. Comme estimation grossière des conditions qui prévalent dans la région du corridor, on peut supposer que les économies réalisables devraient se répartir également entre les travaux associés aux dégagements électriques et ceux destinés à la compatibilité électromagnétique. La valeur minimale de ces économies s'établit à 743 000$ par pont et à 95 000$ par km de ligne, pour ce qui est de la compatibilité électromagnétique.

Même si ces valeurs se trouvent dans la gamme des possibilités, compte tenu des types de ponts routiers et de réseaux de télécommunications que l'on retrouve dans la région du corridor, cette situation ne suffit pas à donner un avantage marqué à

l'option en continu par rapport à la solution à 50 kV. Par conséquent, compte tenu des exigences des autres régions de l'ensemble du réseau ferroviaire, l'option en continu ne pourrait être retenue dans la région du corridor qu'à la condition qu'il existe une solution à tension continue plus élevée utilisable dans les autres régions.

4.1 Analyse de sensibilité

L'écart de coût entre les options à 25 kV et 50 kV, 60 Hz provient principalement des primes de puissance prévues au cours des soixante premières années d'exploitation. Or, il est relativement facile de modifier cet élément de coût et le Tableau 6 illustre les effets qu'une réduction de 50% et une élimination totale de l'écart entre les primes de puissance pourraient avoir sur les économies minimales qu'il faudrait réaliser sur les coûts associés aux dégagements électriques, pour que les deux options soient concurrentielles. Parmi les diverses combinaisons possibles incluses dans le Tableau 6, seule l'élimination totale de l'écart en matière de prime de puissance pourrait possiblement rendre l'option à 25 kV, 60 Hz concurrentielle avec la solution à 50 kV dans les régions des montagnes et du corridor.

TABLEAU 6

SENSIBILITÉ À LA PRIME DE PUISSANCE

Écart entre les primes à 25 kV et à 50 kV	Région Montagnes		Région Prairies	Région Corridor
	Tunnels (K$/m)	Ponts (M$/unité)	(M$/pont)	(M$/pont)
Conditions de base	53.0	0.795	12.3	1.47
Réduction 50%	35.0	0.525	7.8	1.09
Réduction 100%	17.0	0.256	3.4	0.69

Étant donné que la plus grande partie des économies associées à l'option à 50 kV se réalise au cours des années d'exploitation, tout paramètre susceptible d'abaisser la valeur nette actuelle réduit les avantages de cette option. Un taux de croissance du trafic moins élevé et un accroissement du rendement requis de l'avoir propre peuvent tous deux avoir un tel effet. Pour ce qui est du taux de croissance du trafic, son influence est relativement négligeable, même dans le cas d'une réduction de 50%, alors que les conséquences d'un accroissement équivalent du rendement de l'avoir propre sont beaucoup plus marquées, comme on peut le voir au Tableau 7.

Les avantages découlant de la circulation de trains plus fréquents et plus courts ont aussi été évalués, dans le cas de la région des montagnes, en supposant une réduction de 33% de la longueur

TABLEAU 7

SENSIBILITÉ AU RENDEMENT DE L'AVOIR PROPRE

	Région Montagnes			
Rendement de l'avoir propre	Tunnels (K$/m)	Ponts (M$/unit)	Région Prairies (M$/pont)	Région Corridor (M$/pont)
Conditions de base (17%)	53.0	0.795	12.3	1.47
Augmentation 50% (25%)	29.3	0.446	6.3	0.90

et de la puissance appelée pour les trains vraquiers, et de 50% pour les trains de marchandises mixtes. Il en résulte que, à l'exception des coûts associés à la consommation d'énergie et à la caténaire, tous les autres éléments de coût seraient réduits, par unité de distance, de 12,5% dans le cas de 50 kV et de 25%, dans celui de 25 kV. Cette situation améliore la position de l'option à 25 kV par rapport aux conditions de base, au point où les économies minimales qu'il faudrait réaliser à l'égard des dégagements électriques se réduisent à 29 600$ par m de tunnel et à 443 000$ par pont. Toutefois, même en supposant qu'il ne survienne aucun autre changement aux conditions de référence évaluées plus haut, l'option à 25 kV, 60 Hz demeure toujours nettement défavorable par rapport à celle à 50 kV.

Les effets d'une réduction du déséquilibre admissible au point de branchement de 20 MVA à 10 MVA ont également été pris en compte, dans les régions des montagnes et des prairies. Il en résulte, dans le cas des coûts associés aux sous-stations et à leur entretien, une réduction des économies requises par rapport à l'option à 50 kV de l'ordre de 3%, ce qui ne saurait modifier le classement des options envisagées.

L'analyse révèle de plus que l'option à 50 kV serait vraisemblablement concurrentielle quant aux paramètres moyens de chacune des régions et sûrement souhaitable dans le cas de la région des prairies. Toutefois, certains tronçons de voie présentent une densité moyenne d'obstacles aux dégagements électriques nettement supérieure à la moyenne régionale. Si ces courts tronçons pouvaient être exploités isolément, il est certain qu'une tension plus basse présenterait des avantages. Cependant, ils font partie d'un réseau intégré, et l'on peut se demander s'il est justifié d'utiliser une tension plus basse sur de courts tronçons de voie, alors que l'ensemble du réseau ferroviaire est électrifié à une tension supérieure.

Pour ce qui est des locomotives, il n'y a aucun problème. En effet, les chemins de Fer Britanniques, par exemple, roulent dans le tunnel de Londres à 6,25 kV, alors que le reste du réseau est alimenté à 25 kV. Il est possible de construire une locomotive

bi-tension, et même polytension, capable de fonctionner aussi bien sous 50 kV qu'à la moitié, au quart ou au huitième de cette tension. Il suffit que le transformateur à bord de la locomotive comporte le même nombre d'enroulements et d'appareils de commutation qu'il y a de tensions d'alimentation, afin de brancher les enroulements en série (50 kV) ou en parallèle (tension inférieure). Toutefois, les détails d'exploitation doivent être étudiés soigneusement surtout dans le cas des attelages de locomotives multiples ou des locomotives asservies, à commande radio.

La rentabilité de ce mode d'exploitation dépend à la fois du degré d'intégration de l'ensemble du réseau ferroviaire et de l'échelonnement des travaux d'électrification. L'évaluation financière doit tenir compte du coût supplémentaire des locomotives polytension et de l'accroissement des risques de perturbations éventuelles du service avant de comptabiliser les économies associées à une réduction du coût des dégagements électriques. Si l'on considère la région de Toronto, par exemple, il se pourrait qu'un service de banlieue GO électrifié épuise toute sa durée utile avant même que l'électrification du trafic marchandises ou passagers interurbain ne soit réalisée dans la région du corridor.

5. CONCLUSIONS ET RECOMMANDATIONS

L'imprécision relative des coûts unitaires et de certaines des quantités matérielles en cause réduisent quelque peu le niveau de confiance que l'on peut accorder aux chiffres réels découlant de l'analyse. Toutefois, la nette supériorité de l'option à 50 kV par rapport aux autres, de même que les résultats de l'analyse de sensibilité, nous amène à conclure qu'une haute tension de l'ordre de 50 kV devrait être appliquée à la plus grande partie du réseau ferroviaire canadien. L'analyse indique également que l'adoption d'une fréquence plus basse n'est pas un choix rentable, étant donné le coût élevé des appareillages de conversion nécessaires. L'analyse montre aussi qu'une alimentation en continu sous une tension aussi basse que 12,5 kV n'est pas davantage économique.

L'utilisation d'une tension inférieure, par exemple 25 kV à 60 Hz, a peu de chances d'offrir une meilleure rentabilité pour ce qui est de l'ensemble des régions d'exploitation, mais son application à des tronçons d'une longueur de l'ordre d'une sous-station (environ 26 km) intégrés à un réseau à 50 kV peut être souhaitable. La décision finale quant à l'utilisation d'une tension différente sur des tronçons aussi courts doit tenir compte des contraintes d'exploitation, du degré d'intégration

au reste du réseau et de l'échelonnement prévu des travaux d'électrification.

D'après les résultats de notre analyse, nous recommandons qu'aucune recherche technique visant à surmonter les contraintes associées à l'électrification en courant continu ne soit entreprise, à moins que cette recherche ne puisse établir la faisabilité d'une alimentation à des tensions de l'ordre de 20 kV ou davantage. En effet, compte tenu de la situation canadienne, il ne semble pas utile de poursuivre les recherches visant les tensions de 6 kV ou 12 kV.

En outre, si l'on doit électrifier une partie quelconque du réseau ferroviaire canadien avant que de nouveaux développements techniques ne surviennent, nous recommandons que cette électrification soit compatible avec l'alimentation à 50 kV, 60 Hz. Cette recommandation se fonde sur la présente analyse et sur le fait que la valeur de 50 kV est une tension adoptée internationalement. Etant donné les économies considérables associées à l'alimentation à 50 kV, nous recommandons que soient suivis de près tous les travaux visant à supprimer les obstacles techniques à l'utilisation, par les chemins de fer, de tensions supérieures à 50 kV. En effet, si l'exploitation de locomotives bi-tension et de courts tronçons de voies électrifiés à une tension inférieure est acceptable aux

chemins de fer, il se pourrait qu'une combinaison comme 60 kV/20 kV ou 66 kV/22 kV, par exemple, soit supérieure à l'option à 50 kV. Le principal obstacle à l'utilisation de tensions plus élevées est l'appareillage à tension supérieure (notamment le disjoncteur) qu'il faut installer à bord des locomotives.

Centre de développement
des transports
1000 o., rue Sherbrooke
Suite 2421
Montréal, Québec
H3A 2R3
Télex 05-24713

Transportation
Development Centre
1000 Sherbrooke St. W.
Suite 2421
Montreal, Quebec
H3A 2R3
Telex 05-24713